

doi:10.3969/j.issn.2097-0013.2025.01.009

## 湘中坳陷二叠系龙潭组页岩气富集主控因素及勘探潜力

苗凤彬<sup>1,2,3</sup>, 张国涛<sup>1,2,3</sup>, 张保民<sup>1,2,3</sup>, 王强<sup>1,2,3</sup>, 田巍<sup>1,2,3</sup>, 吕嵘<sup>1,2,3</sup>, 周鹏<sup>1,2,3</sup>

MIAO Feng-Bin<sup>1,2,3</sup>, ZHANG Guo-Tao<sup>1,2,3</sup>, ZHANG Bao-Min<sup>1,2,3</sup>, WANG Qiang<sup>1,2,3</sup>,  
TIAN Wei<sup>1,2,3</sup>, LV Rong<sup>1,2,3</sup>, ZHOU Peng<sup>1,2,3</sup>

1. 中国地质调查局武汉地质调查中心(中南地质科技创新中心), 湖北武汉 430205; 2. 中国地质调查局南方复杂构造区页岩油气成藏理论与工程技术创新中心, 湖北武汉 430205; 3. 南方复杂构造区页岩气研究中心, 湖北武汉 430205
1. Wuhan Center, China Geological Survey (Geosciences Innovation Center of Central South China), Wuhan 430205, Hubei, China;
2. Technology Innovation Center for Shale Oil and Gas Accumulation Theory and Engineering in Southern Complex Structural Area, China Geological Survey, Wuhan 430205, Hubei, China; 3. Shale Gas Research Center for Southern Complex Structural Area, Wuhan 430205, Hubei, China

**摘要:** 湘中坳陷是南方复杂构造带页岩气调查评价新区, 龙潭组海陆过渡相页岩是重点勘探层位之一。综合野外剖面调查、钻探及实验测试数据, 本文取得了以下认识: (1) 区内龙潭组页岩厚度呈现南厚北薄、中部厚东西部薄的变化趋势, 优质页岩主要形成于潟湖沉积相区, 厚度为 60~130 m, 以 II 型有机质为主, TOC 大于 1.5%,  $1.5% < R_o < 3.0%$ , 具备较好的生烃物质基础; 页岩中石英等脆性矿物含量较大, 具高硅低钙特点, 储集空间类型丰富, 平均孔隙度为 3.3%, 渗透率为 0.008 1 mD, 具低孔低渗、高脆性储层特征。(2) 龙潭组含气性整体呈现出南部邵阳凹陷高、北部涟源凹陷低的区域性分布规律与中部高、上下部低的纵向变化特征。(3) 潟湖相还原环境形成较大厚度的富有机质页岩具有优质的生烃基础与自身封盖性, 是富集成藏的基础; 保存条件控制含气量, 是富集成藏的重要保证, 形成了龙潭组“沉积相控藏、保存条件定富”的残留向斜型页岩气成藏模式。(4) 龙潭组页岩气有利区分布分散, 共优选出邓家铺-滩头、三比田-箍脚底、短陂桥-牛马司、桥头河-洪山殿 4 个龙潭组页岩气有利片区, 主体位于邵阳凹陷内的向斜中心区, 测算资源量为  $1446.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 表明湘中坳陷龙潭组具备一定的页岩气资源潜力。

**关键词:** 成藏地质特征; 富集主控因素; 资源潜力; 页岩气; 龙潭组; 湘中坳陷

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

文章编号: 2097-0013(2025)-01-0109-17

**Miao F B, Zhang G T, Zhang B M, Wang Q, Tian W, Lv R and Zhou P. 2025. Main Controlling Factors of Shale Gas Enrichment and Exploration Potential of Permian Longtan Formation in Central Hunan Depression. *South China Geology*, 41(1): 109-125.**

**Abstract:** The central Hunan depression is an emerging area for shale gas investigation and evaluation within the complex structural belt of southern China. The marine-continental transitional shale in the Longtan Formation in this area is a key exploration target. Based on field profile surveys, drilling measurements, and experimental testing data, The following insights have been obtained: (1) The thickness of the Longtan Formation shale exhibits a spatial trend, being thicker in the south and thinner in the north, as well as thicker in the central area and thinner in the eastern and western areas. High-quality shale is predominantly developed in the lagoon sedimentary facies zone, with a thickness ranging from 60 to-130 metres. This shale primarily

收稿日期: 2024-12-04; 修回日期: 2024-12-18

基金项目: 中国地质调查局地质调查项目(DD20243464, DD20240047)

第一作者: 苗凤彬(1986—), 男, 高级工程师, 主要从事油气地质调查与评价工作, E-mail: mfb.52163@163.com

composes type II organic matter, with TOC content exceeding 1.5%, and the  $R_o$  between 1.5% and 3.0%, indicating a robust foundation for hydrocarbon generation. The shale is rich in brittle minerals such as quartz, characterized by high silicon and low calcium content. The shale reservoirs feature diverse pore types, with an average porosity of 3.3% and an average permeability of 0.0081 mD, demonstrating low porosity, low permeability, and high brittleness. (2) The overall gas content of the Longtan Formation displays a regional distribution pattern, with higher values in the southern Shaoyang sag and lower values in the northern Lianyuan sag. Vertically, the gas content is higher in the central section and lower in the upper and lower parts. (3) The thick organic-rich shale formed in the reducing environment of the lagoon facies possesses a high-quality hydrocarbon generation foundation and self-sealing capacity, serving as the basis for shale gas enrichment and accumulation. The preservation conditions are critical in controlling the gas content and are essential for shale gas enrichment. A shale gas accumulation model for the Longtan Formation has been established, emphasizing that 'sedimentary facies control the formation of gas reservoirs, while preservation conditions determine gas enrichment'. The synclinal structures within the lacustrine facies zone are identified as promising areas for exploration. (4) The favorable areas for Longtan Formation shale gas are relatively dispersed. Four prospective areas have been identified, namely Dengjiapu-Tantou, Sanbitian-Gujiaodi, Duanpoqiao-Niumasi, and Qiaotouhe-Hongshandian, primarily located in the synclinal center of the Shaoyang sag. The estimated resource volume in these favorable areas is  $1446.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ , indicating significant shale gas resource potential in the Longtan Formation of the central Hunan depression.

**Key words:** geological characteristics of reservoir; main controlling factors of enrichment; resource potential; shale gas; Longtan Formation; central Hunan depression

湘中坳陷是实现南方复杂构造区页岩气勘探由长江上游向中游延伸的一个重要区域。该区域分布上古生界海相及海陆过渡相多套暗色泥页岩层系,尤以泥盆系余田桥组、石炭系测水组和天鹅坪组、二叠系龙潭组和大隆组为代表(包书景等, 2016; 田巍等, 2021; 王平等, 2022; 吕嵘等, 2023; 苗凤彬等, 2024),已部署实施的多口探井在上述层位获得不同程度的页岩气发现。其中,龙潭组为典型海陆过渡相沉积环境下形成的煤系页岩层,其分布广泛、厚度大,具备形成页岩气藏的潜力,近年来一直作为目的层而备受关注。顾志翔等(2015)、包书景等(2016)对龙潭组页岩气成藏地质条件进行了探讨,认为潟湖相沉积环境下形成的龙潭组页岩有机碳含量高,类型以II型为主,主要处于高成熟阶段,生烃物质基础优越,具备良好的勘探潜力;曹涛涛等(2019)认为龙潭组页岩储集空间类型主要为有机孔、溶蚀孔和层间裂缝,孔隙度主要受有机碳含量控制;周雯(2019)通过对龙潭组页岩储层储集空间及其影响因素的分析发现,其储集能力整体较高,主要受陆源碎屑输入

影响,纹层的发育有助于孔比表面积与孔体积的增加;吴忠锐等(2019a)对龙潭组页岩微孔隙结构特征进行了定性和定量分析与表征,认为微孔隙的发育与有机碳含量及矿物组成具有重要关系,中、宏孔的孔隙体积与有机碳及黏土矿物含量呈正相关性,与石英、长石矿物含量呈负相关性;杨滔等(2019)基于等温吸附实验等研究,认为龙潭组页岩对甲烷气体吸附能力较强,饱和吸附气含量超过  $4 \text{ m}^3/\text{t}$ ,受有机碳含量、氯仿沥青“A”、石英矿物含量、岩石密度及孔隙结构等多种因素影响,其中有机碳含量的影响最为显著;张国涛等(2019)基于气体碳、氢同位素分析探讨了页岩气成因,认为龙潭组页岩气属热成因中的油型气类型。以往研究多集中于沉积、地化、储层等页岩气基础地质条件方面,相比于北美及我国四川盆地等主要页岩气产地(蒋恕等, 2017; 聂海宽等, 2020; 何贵松等, 2022),湘中地区经历多期构造运动,构造变形强烈,气藏的富集与保存也更为复杂。随着勘探工作的持续深入,龙潭组页岩含气特征在湘中坳陷呈现出较强的非均质性,不同构

造区域与不同层段的含气量差异显著, 因此, 开展气藏分布特征及其控制因素研究对深化该区页岩气勘探具有重要意义。

本文以湘中地区海陆过渡相龙潭组为研究对象, 通过对区内沉积环境、页岩发育、有机地化、储层、含气性、保存条件等方面综合分析比较, 明确页岩气差异性富集的主控因素, 并基于此探讨了湘中坳陷龙潭组海陆过渡相页岩气勘探潜力, 以期为该区域后续精细化勘探及开发提供指导和帮助。

### 1 地质概况

湘中坳陷位于扬子大陆南缘、华南褶皱系北部, 西北紧邻雪峰隆起, 南接桂中坳陷, 东邻衡山隆起, 是在下古生界变质岩系基底上发展起来的一个以上古生界-中三叠系碳酸盐岩和碎屑岩沉

积为主的准地台型坳陷, 整体构造面貌为一个贯通南北、向西突出的弧形褶皱带(刘喜顺, 2008)。依据构造变形及地层分布差异, 湘中坳陷可划分为涟源凹陷、龙山凸起、邵阳凹陷、关帝庙凸起和零陵凹陷 5 个二级构造单元, 为“三凹夹两凸”的主体构造格局, 同时, 依据构造变形特点及差异, 3 个次级凹陷又可进一步划分为 8 个三级构造单元(图 1)。

湘中坳陷发育在汇聚型板块边缘, 具被动大陆边缘属性, 整体由一系列 NE-NNE 向犁式叠瓦状逆冲断裂、紧闭线性和隔档式褶皱等主体构造要素组成, 不同构造单元内常表现出不同的构造样式与变形特征, 造成了油气保存条件的差异性。区内地层元古界至中生界均有发育, 周缘隆起与内部凸起带多出露元古界和下古生界, 上古生界及少量中生界则主要分布于凹陷内部, 中泥盆统至下三叠统海相及海陆过渡相各层系沉积基

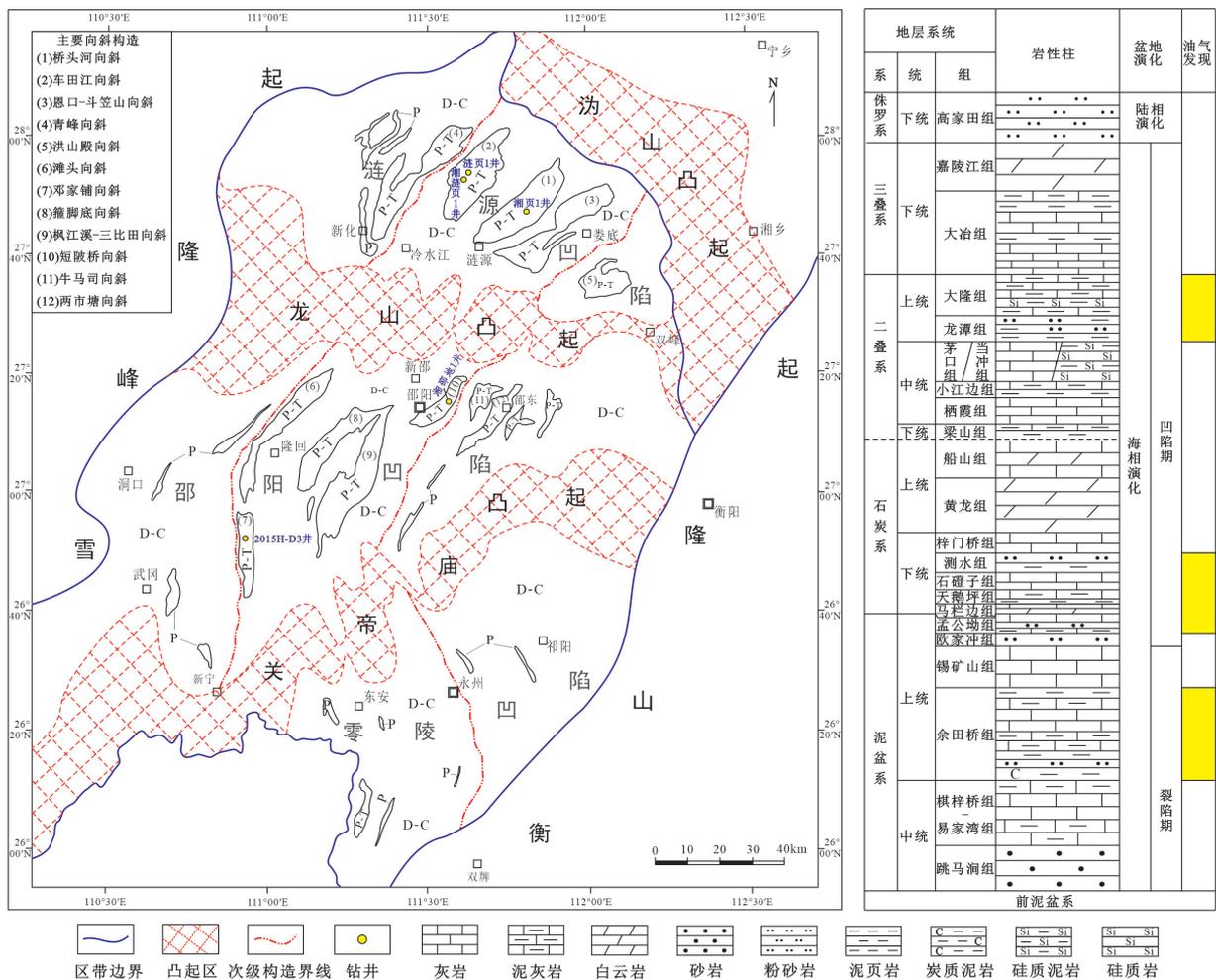


图 1 湘中坳陷地层分布与构造特征  
Fig. 1 Distribution of strata and structural characteristics in the central Hunan depression

本连续。凹陷内的向斜区地层保存较为完整,厚度相对稳定,核部多出露二叠系和下三叠统,背斜区因受抬升剥蚀作用影响,一般出露泥盆系或石炭系等老地层(苗凤彬等,2016)。此外,坳陷周缘岩浆岩体异常发育,其形成于加里东、印支、燕山期等多期岩浆活动。

以往油气和页岩气勘探主要集中于次级凹陷带,部署的多口探井在泥盆系、石炭系、二叠系等多套层位揭示常规天然气、页岩气及煤层气显示,揭示出该区良好的天然气勘探潜力。二叠系龙潭组主要残存于涟源凹陷与邵阳凹陷内的向斜区范围,零陵凹陷少有分布,因此,龙潭组页岩气的勘探工作主要集中于以上两个凹陷。

## 2 页岩气成藏地质特征

### 2.1 页岩发育及分布特征

中二叠世茅口期末的东吴运动导致湘中地区整体抬升,至晚二叠世龙潭早期,区内海水已大部分退出,受早期北高南低的古地貌特征影响,北部涟源凹陷地区上升为陆地,基本停止沉积,南部邵阳凹陷地区则变为浅海沉积环境,发育龙潭组下段碎屑岩组合,两者大致以龙山古凸起为界,造成了地层厚度显著的南北差异。龙潭晚期,随着东吴运动减弱,湘中地区由抬升转为缓慢沉降,新一轮海侵开始,海岸体系北移,南北两区合二为一,在整个湘中地区形成了潟湖、潮坪与障壁岛共生的海陆过渡相含煤碎屑沉积体系。龙潭末期,全区发生大规模海侵,形成了龙潭组上段顶部以灰色砂泥岩、钙质泥岩为主的滨外浅海陆棚沉积(吉丛伟等,2011;邵龙义等,2016;张国涛等,2019)。湘中坳陷龙潭组地层序列反映了海平面持续上升、向上总体变深的沉积变化过程,根据沉积环境变化与地层岩性组合特征,可将龙潭组分为上、下两段:下段主要为灰色、深灰色粉砂岩、泥质粉砂岩夹砂质泥岩组合,基本不含煤;上段为灰黑色炭质泥页岩、粉砂质泥岩与深灰色细粉砂岩互层岩性组合,砂岩中可见槽状交错层理、羽状交错层理、平行层理等,指示水动力较强的障壁岛砂坝及三角洲沉积环境,局部地区夹少量顺层分布的灰

岩透镜体,含1-5层分布不稳定的煤层或煤线,可见丰富的植物化石。

受古地形影响,涟源凹陷地区仅发育龙潭组上段中、上部含煤碎屑岩地层,缺失上段下部及整个下段地层,与下伏茅口组呈不整合接触;邵阳凹陷及以南地区,上、下段地层发育齐全,导致了南北两区龙潭组及泥页岩厚度的差异性。此外,龙潭组沉积期湘中地区为典型的海陆过渡相环境,富有机质页岩主要发育于潟湖、沼泽及前三角洲相沉积环境,在区内呈现明显的分区带性,具有岩性组合复杂、变化快、厚度不稳定等特点。钻井及地表调查也显示,暗色泥页岩多分布于龙潭组上段,其厚度在区内呈现出南部厚北部薄、中部厚东西部薄的变化特征(表1、图2),主要受沉积古

表1 湘中坳陷龙潭组泥页岩有效厚度统计

Table 1 Statistics of effective thickness of Longtan Formation Shale in the central Hunan depression

凹陷	井名/剖面	顶深(m)	底深(m)	地层厚度(m)	有效页岩厚度(m)
涟源凹陷	湘涟页1井	380	410	30	28
	涟6井	520	555	35	18
	湘煤2井	370	570	200	52
	湘煤1井	408	628	220	46
	涟5井	545	572	27	17
	涟深1井	160	222	62	30
	涟页一井	392	419	27	15
	涟源李家垄剖面	/	/	224.4	126
	涟源洪源剖面	/	/	31	21
	涟源桥头河剖面	/	/	45.51	21.4
	湘页1井	/	/		>15
	涟源恩口剖面	/	/	43	16.5
	龙塘村剖面	/	/	138.58	81.07
	邵阳凹陷	2015H-D3井	66	752	485
邵阳县江冲剖面		/	/	517	126
邵东牛马司煤矿		/	/	297	92
沙井田煤矿		/	/	254.4	71
三比田剖面		/	/	286	60
滩头剖面		/	/	367	121
湘邵地1井		/	/	349.9	>120
短陂桥钻孔		/	/	417.9	116
箍脚底3305钻孔		/	/	379	118
武冈尖山剖面		/	/	183	25
莫家剖面		/	/	84	10
砂子坪		/	/	239	38
保和堂煤矿		/	/	226	41
邵东两市塘		/	/	327.8	78
新宁岩门前	/	/	35	2	





少量黄铁矿、菱铁矿、云母等其他矿物(图 4a)。龙潭组页岩矿物组成总体上具有高硅低钙的特点,表现出硅质页岩为主、黏土质混合页岩为辅的岩相类型特征,石英等脆性矿物含量占比超过 70%,整体脆性较强(Jarvie et al., 2007),呈现出北部低、南部高的区域分布特征。黏土矿物以伊利石为主,占比为 5.0%~90.0%,均值为 51.5%,伊蒙混层次之,高岭石和绿泥石较少,三者含量均值

分别为 30.7%、8.3% 和 9.5%,几乎不含蒙脱石(图 4b),表明页岩整体处于中晚成岩阶段,热演化程度相对高(吴晶晶等, 2018)。其中,伊利石与伊蒙混层含量变化较大,由周缘隆起区(邵东何吕观、新宁岩门前)至中心凹陷区(涟页 1 井、湘页 1 井, 2015H-D3 井),表现出伊利石减少、伊蒙混层增多的特征,反映出周缘隆起区成岩阶段更为深入、热演化程度也更高。

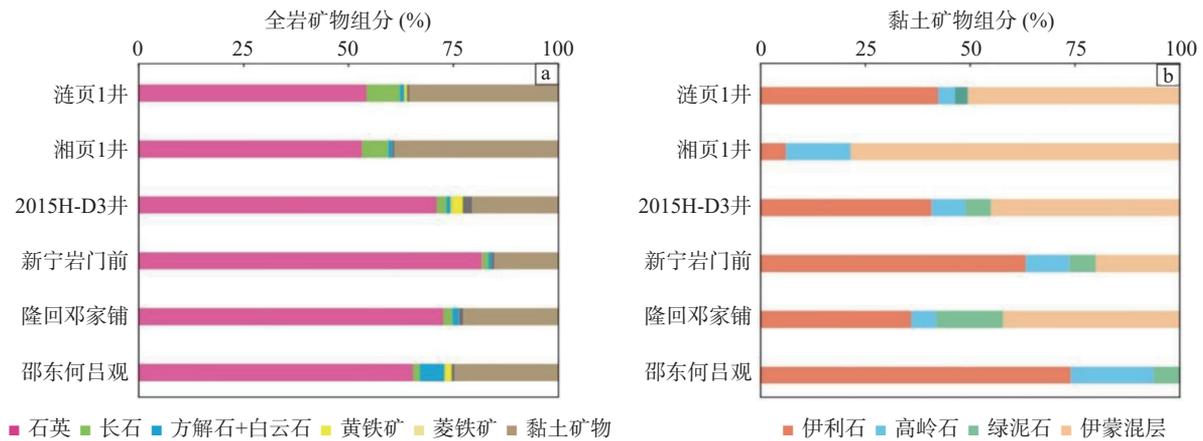


图 4 湘中地区龙潭组页岩全岩 (a) 及黏土 (b) 矿物组成

Fig. 4 Composition characteristics of whole-rock minerals (a) and clay minerals (b) in Longtan Formation shale in the central Hunan depression

## 2.4 页岩储层特征

### 2.4.1 储集空间类型

通过对龙潭组样品自然断面和氩离子抛光面的电镜观察发现,页岩中发育大量有机质孔、无机孔与微裂缝(图 5)。有机质孔形成于生烃演化过程中,以圆形、椭圆形为主,多在有机质内成群分布(图 5a),一些相邻孔彼此连通构成较大的似椭圆状或条形状孔隙(图 5b),空间上具有洞穴状、蜂窝状等复杂结构,孔径多为 0.02~1  $\mu\text{m}$ ,仅少部分达到微米级。有机质孔的发育受控于有机质含量、类型及热演化程度,龙潭组页岩有机质含量较高,且多处于高、过成熟演化阶段,有机质孔整体较为发育,尤其是上段,可成为页岩气重要储集空间与吸附载体,并常与其他类型的孔、裂隙连组成烃类的运移通道,对气体运移及富集成藏均起到重要作用。无机质孔中,粒间孔、溶蚀孔较发育,还含少量粒内孔、晶间孔等(图 5d、5e、5f、5g)。粒间孔主要见于矿物颗粒间、片状黏土矿物

之间及矿物与有机质接触带附近,孔径多为 0.05~5  $\mu\text{m}$ ,形状复杂多样;溶蚀孔常见于矿物颗粒内或颗粒间接触带,主要为碳酸盐、石英、长石等矿物溶蚀形成,在构造挤压与变形强烈的地区及层段内较为发育,孔径由几十纳米至几微米不等;此外,还见到少量粒内孔与黄铁矿晶间孔(图 5h)。微裂缝的形成主要与成岩作用及构造活动相关,其镜下延伸长度多为微米级,缝宽以纳米级为主,主要有顺层缝、层间缝与粒缘缝。顺层缝有层理缝、收缩缝等,在顺层分布的片状矿物间较为常见,其宽度一般小于层间缝;层间缝延伸长度与宽度一般较大,多呈直线或曲线延伸(图 5g、5i),切穿不同矿物颗粒;粒缘缝主要沿矿物颗粒周缘展布,或见于矿物颗粒与有机质接触带附近,为矿物间相互挤压、收缩或溶蚀所形成。微裂缝(图 5c、5e)的存在对改善储集空间与增加孔隙连通性具有重要作用。

除微观孔、裂隙外,龙潭组钻井岩心上也发育

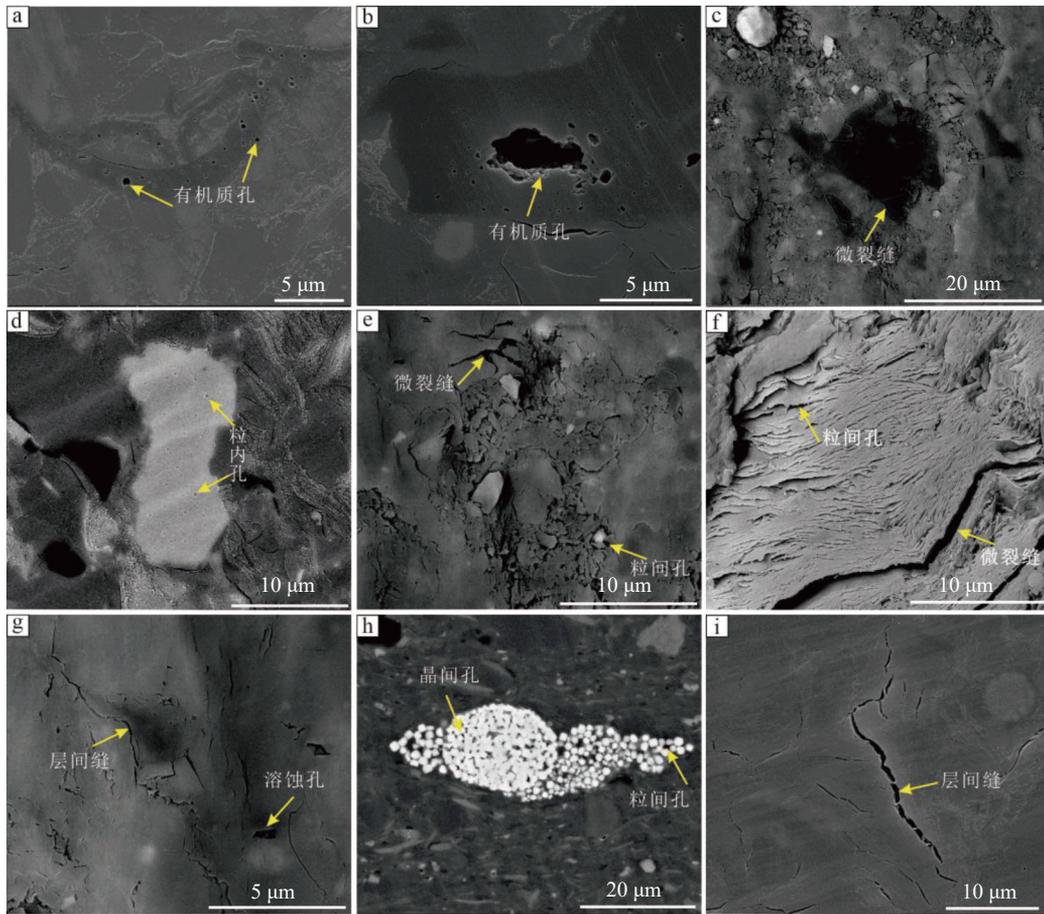


图5 龙潭组页岩微观孔隙和裂缝特征

Fig. 5 Microscopic pore and fracture development characteristics of Longtan Formation shale

- a.有机质孔, 2015H-D3井, 351.5 m; b.有机质孔连通成较大孔隙, 2015H-D3井, 355.2 m; c.有机质边缘微裂缝, 涟页1井, 405.0 m;  
 d.粒内孔, 2015H-D3井, 420.5 m; e.粒间孔与微裂缝, 涟页1井, 403.0 m; f.片状矿物粒间孔与微裂缝, 涟页1井, 397.4 m;  
 g.层间缝和溶蚀孔, 涟页1井, 405.2 m; h.黄铁矿粒间孔与晶间孔, 2015H-D3井, 633.3 m; i.层间缝, 2015H-D3井, 425.6 m

有较多的宏观裂缝, 主要为层理缝和构造缝(图6)。层理缝主要分布在页理和层理发育段, 其倾角较小。构造缝延伸长度一般较大, 以中、高角度为主(倾角 $30^{\circ} \sim 90^{\circ}$ ), 部分被方解石等矿物充填(图6a), 主要形成于挤压逆冲、层间滑动等多期次构造运动作用, 部分缝面可见错动形成的镜面现象(图6c)。构造缝的分布受构造部位、断裂及地层褶皱变形等影响, 也受岩性、层厚、岩石力学性质等岩石自身特性的影响(Gong L et al., 2019)。此外, 龙潭组岩心局部层段可见多角度裂缝相互交错并与层理缝连通构成裂缝网络系统, 极大地增强了页岩储层的储渗性能。

#### 2.4.2 储层物性特征

龙潭组页岩样品的孔隙度与渗透率测定结果显示, 孔隙度在 $0.9\% \sim 14.7\%$ 之间, 均值为 $3.3\%$ ,

孔隙度超过 $3.0\%$ 的样品占比约为 $53\%$ (图7a), 2015H-D3井样品孔隙度纵向分布特征显示, 上段要高于下段; 渗透率在 $0.0001 \sim 0.0439$  mD之间(图7b), 其分布范围较宽, 平均为 $0.0081$  mD, 部分样品可能受内部大量发育的微裂缝影响, 渗透率偏大。龙潭组页岩总体表现出低孔低渗特征, 且渗透率非均质性较强。

#### 2.4.3 孔隙结构

孔隙结构是评价页岩储集能力的重要参数, 本文主要采用低温 $N_2$ 和 $CO_2$ 吸附实验方法对龙潭组页岩样品的微观孔隙结构进行分析与表征。结果显示, 页岩样品的吸附曲线属IUPAC分类方案中的II类和IV(a)类曲线(吴忠锐等, 2019a), 随相对压力 $P/P_0$ 增加依次出现低压微孔充填与单分子层吸附缓慢上升阶段( $P/P_0$ 小于 $0.45$ )、中压多



图 6 龙潭组页岩宏观裂缝特征

Fig. 6 Macroscopic fracture characteristics of Longtan Formation shale

a.多角度裂缝相互交错,方解石充填,2015H-D3井;b.高角度构造缝,2015H-D3井;c.沿缝面错动形成的镜面现象,2015H-D3井;d.层理缝,2015H-D3井

分子层吸附快速上升阶段( $P/P_0$  大于 0.45)和高压毛细凝聚急剧上升阶段( $P/P_0$  趋近 1 时),整体呈现反“S”状形态(图 8a),且未出现吸附饱和现象,表明样品中具有一定数量的较大开阔孔隙或微裂缝。脱附曲线均表现出迟滞现象,形成开口幅度不一的滞后环,其类型以  $H_3$  型为主,部分样品接近  $H_2(b)$  型,表明龙潭组页岩中存在较多的墨水瓶状和平行板状的狭长孔隙。二氧化碳吸附曲线则主要表现为 I 型,反映出气体吸附主要通过微孔充填方式,且吸附量相对较大,表明样品中、微孔隙较为发育(吴忠锐等,2019a)。12 件页岩样品的测定结果显示,比表面积分布范围为 5.42 ~

40.01  $m^2/g$ ,均值为 20.74  $m^2/g$ ,总孔隙体积为 0.017 ~ 0.057  $cm^3/g$ ,均值为 0.029  $cm^3/g$ ,平均孔径分布范围为 6.30 ~ 19.10 nm,均值为 10.21 nm。 $N_2$  吸附测试获得的孔体积随孔径分布变化显示,不同孔径孔隙相对分散,呈现多峰特征,孔径范围 2 ~ 50 nm 的中孔提供了主要的孔隙体积,孔径大于 50 nm 的宏孔提供了次要的孔体积,小于 2 nm 的微孔仅提供少量孔体积(图 8b);  $CO_2$  吸附测试获得的微孔体积随孔径分布显示,页岩样品大致发育 0.3 ~ 0.4 nm、0.4 ~ 0.7 nm、0.7 ~ 0.9 nm 3 个微孔径分布峰值段(图 8b,吴忠锐等,2019a)。

### 2.5 含气性特征

湘中坳陷内以龙潭组为目的层的钻井虽少,但均揭示出一定的含气性。其中,位于北部涟源凹陷桥头河向斜中心区的湘页 1 井,龙潭组页岩段录井气测全烃值最高达到 3%,样品的现场解析气含量为 0.16 ~ 0.49  $m^3/t$ ,平均为 0.33  $m^3/t$ (吴忠锐等,2019b;汪凯明等,2021),个别煤样品的解析气量较高,因该井缺少龙潭组下部地层及含气性数据,龙潭组含气性纵向上呈现出中部高、上部低的整体分布特征(图 9)。部署于南部邵阳凹陷邓家铺向斜中心区的 2015H-D3 井,龙潭组气测全烃值最高接近 40%,页岩样品的现场解析气含量为 0.03 ~ 2.35  $m^3/t$ ,平均为 0.54  $m^3/t$ (张国涛等,2019),含气性纵向上差异较大,呈现出中部高、上下低的变化规律,上部 150 ~ 300 m 页岩段解析气含量均值为 0.56  $m^3/t$ ,中部 300 ~ 430 m 深度段的含气性最好,气测全烃值在 5% 之上,含气量均值

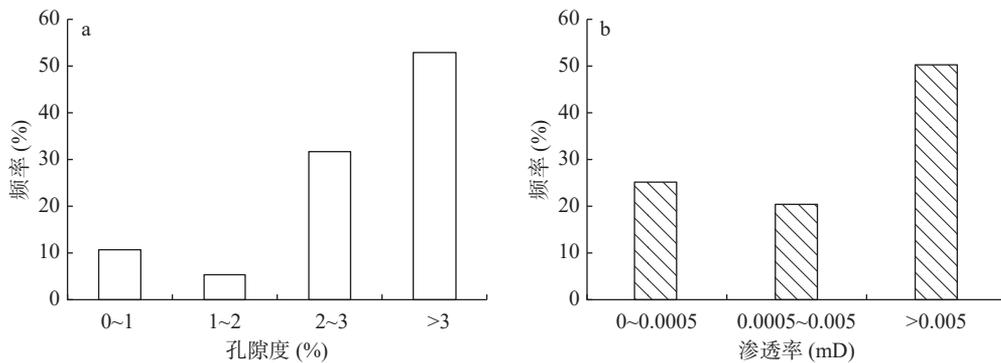


图 7 龙潭组页岩孔隙度和渗透率分布直方图

Fig. 7 Histogram of porosity and permeability distribution of Longtan Formation shale

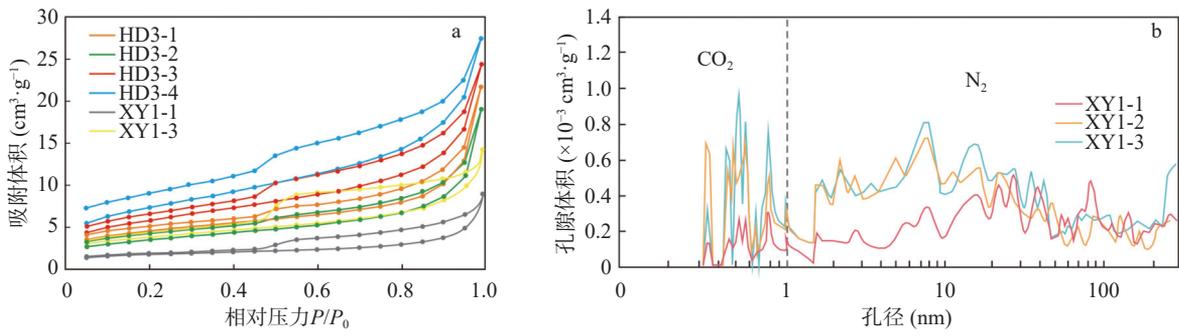


图 8 龙潭组页岩样品 N<sub>2</sub> 吸附-脱附曲线 (a) 与联合孔径分布曲线 (b)

Fig. 8 N<sub>2</sub> adsorption-desorption curve (a) and combined pore size distribution curve (b) of Longtan Formation shale samples

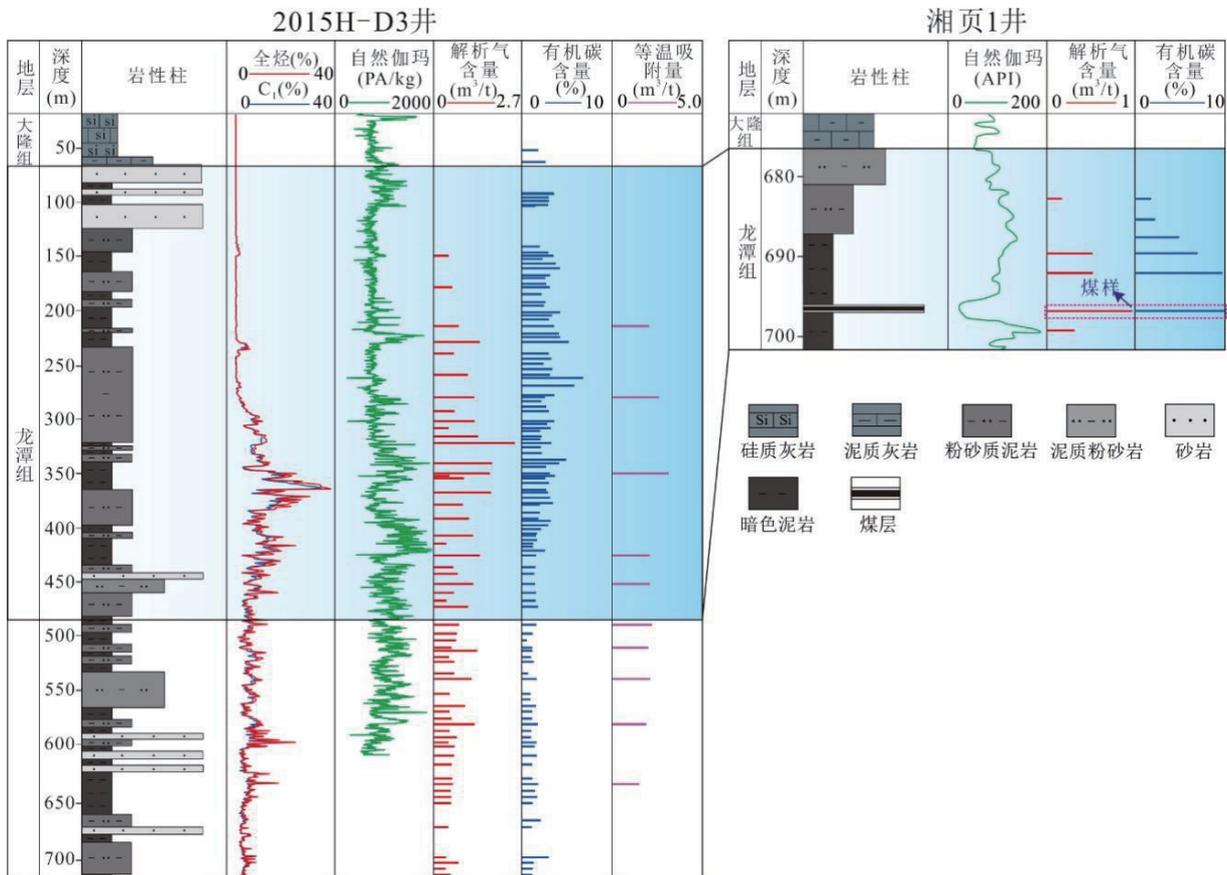


图 9 湘中坳陷龙潭组页岩含气性特征

Fig. 9 Gas bearing characteristics of Longtan Formation shale in the central Hunan depression

为 1.0 m<sup>3</sup>/t, 下部 430 ~ 720 m 深度段含气量均值为 0.36 m<sup>3</sup>/t(图 9)。位于邵阳凹陷短陡桥向斜中心区的湘邵地 1 井, 钻获龙潭组炭质泥岩、粉砂质泥岩夹细砂岩为主的优质含气层段(1013.4 m ~ 1199.75 m), 录井气测全烃值最高可达 28.2%, 现场解析气含量为 0.57 ~ 4.55 m<sup>3</sup>/t, 尤其下部泥页岩段(井深 1088.10 ~ 1199.75 m)平均含气量高达 2.01 m<sup>3</sup>/t(张保民等, 2023)。含气性区域上的变化特征显示, 南部邵阳凹陷地区龙潭组页岩厚度及

含气性明显好于北部涟源凹陷。

利用 Langmuir 等温模型对 2015H-D3 井 12 件龙潭组页岩样品进行等温吸附气含量测定, 设置温度为 30℃, 结果显示, 样品吸附气兰氏体积为 1.66 ~ 3.06 m<sup>3</sup>/t, 平均为 2.1 m<sup>3</sup>/t, 对应的兰氏压力为 1.78 ~ 4.88 MPa。样品的理论吸附气含量是现场解析气含量的 2 倍多, 揭示了龙潭组页岩良好的气体储集能力, 表明其具备形成优质气藏的潜力。

### 3 页岩气富集主控因素

龙潭组页岩的含气性在平面上不同区域与纵向上不同层段均存在一定差异,受沉积环境、构造活动、储集性能、保存条件等多重因素共同控制。张国涛等(2019)通过对 2015H-D3 井龙潭组页岩样品的解析气量与 TOC、 $R_o$ 、储层物性、矿物组分含量的相关性分析发现,含气量与 TOC 具有较好的正相关关系,与  $R_o$ 、孔隙度和渗透率、矿物组分及含量的相关性不明显(图 10),认为该井龙潭组页岩含气性主要受有机碳含量控制,笔者通过对区内不同钻井含气性与成藏地质条件的对比分析认为,沉积环境和保存条件是整个湘中地区龙潭组页岩气差异性富集的主要控制因素。

(1) 瀉湖相沉积环境形成的富有机质页岩是富集成藏的基础

龙潭组沉积时期,湘中坳陷处于相对局限的水体环境,主要发育一套由障壁海岸及局限浅海体系为主的含煤碎屑沉积。这种海陆过渡背景下的沉积环境复杂多变,瀉湖、潮坪、障壁岛、三角洲、浅水混积陆棚等交互共生,导致龙潭组岩性组

合复杂,厚度差异大且变化快。其中,瀉湖相区水体深、水动力条件弱,其底部常形成缺氧的还原环境,有利于生物有机质的富集与保存。因此,该复杂沉积背景下的优质页岩主要发育于瀉湖环境。

受湘中坳陷北高南低的古地形特征影响,北部涟源凹陷大部分地区缺失龙潭组下部地层,其地层整体厚度与泥页岩厚度均明显小于南部邵阳凹陷。整个湘中地区,隆回-邵阳-涟源南部一带瀉湖相沉积环境持续时间较长,沉积中心主体位于邵阳凹陷短陂桥-牛马司、邓家铺及涟源凹陷涟源南部的 3 个区域,形成了厚度较大的暗色富有机质泥页岩为主、夹砂岩及少量煤层的地层岩性组合,泥页岩累积厚度多在 60~150 m 之间、有机质类型以 II 型为主、TOC 均值大于 3%、 $R_o$  介于 1.5~3.0% 之间,具有良好的生烃物质条件,可为后期页岩气藏的形成奠定基础;而其他地区,或沉积持续时间短、或瀉湖沉积环境多呈间断性,导致泥页岩减少、砂岩增多,后期虽生成一定的天然气,但受整体规模所限,难以形成连续高含气层,这也造成了北部涟源凹陷泥页岩厚度与含气性整体低于南部邵阳凹陷。此外,龙潭组沉积早期的整体海退及沉积末期的大规模海侵,导致其下段

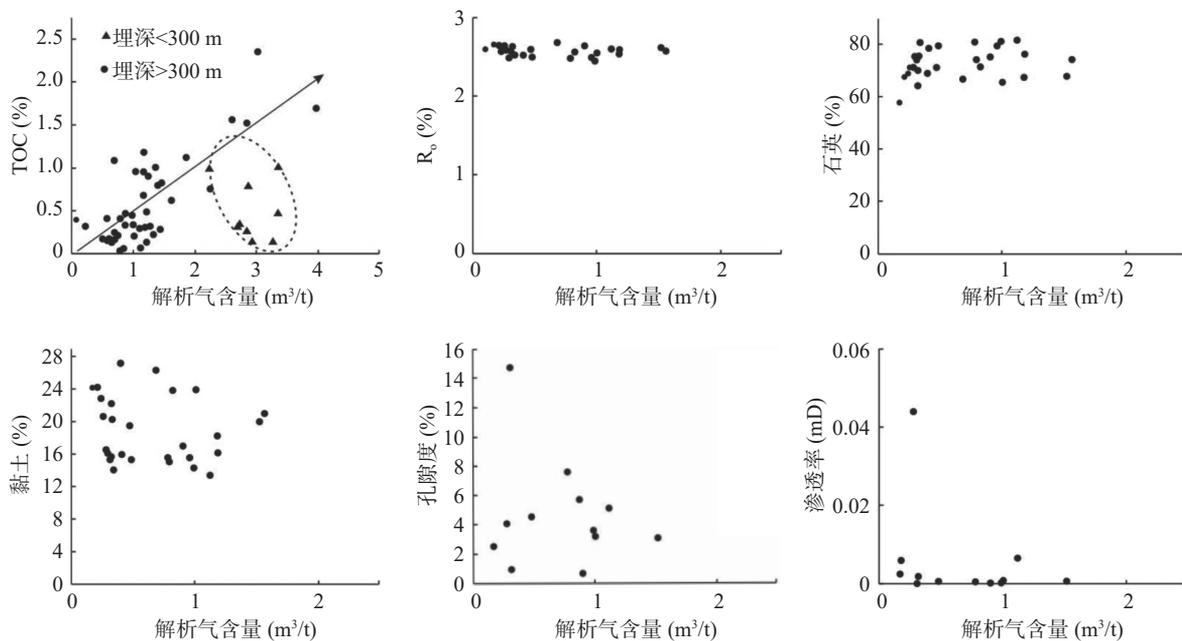


图 10 2015H-D3 井龙潭组含气量相关性分析

Fig. 10 Correlation Analysis of Longtan Formation Gas Content in Well 2015H-D3

据张国涛等(2019)修改

整体缺失(北部涟源凹陷)或发育砂岩夹泥岩为主的岩性组合(南部邵阳凹陷),上段顶部沉积灰色砂泥岩、钙质泥岩为主的岩性组合,富有机质页岩的比例显著低于两者之间的中部地层,这是2015H-D3井、湘页1井含气性纵向上呈中部高、上下部低差异分布的重要原因。

#### (2)适宜的保存条件是富集成藏的重要因素

湘中坳陷二叠系龙潭组沉积后主要经历印支、燕山和喜山3期构造运动,现今气藏是多期构造活动叠加改造后形成的残留型气藏。龙潭组泥页岩在早-中侏罗世进入生排气高峰期,之后的燕山运动致使早期气藏遭受一定破坏或改造形成次生气藏,晚燕山至喜山期构造运动造成了气藏的进一步泄漏与散失,因此,保存条件是决定龙潭组页岩含气量的重要因素。其中,构造作用、埋深、顶底板和盖层条件对龙潭组气藏的保存起主导作用。

#### ①构造作用

多期构造运动奠定了湘中坳陷现今的构造格局,尤其是燕山运动,使整个坳陷构造样式得以定型。北部涟源凹陷以紧闭背斜与宽缓向斜相间的隔挡式盖层褶皱加逆冲断裂组合为主,南部邵阳凹陷则主体表现为线性褶皱与逆冲断裂组合的特征。

涟源凹陷内断裂与褶皱轴向主体为NE-NNE向(图1)。其中,背斜受构造挤压作用改造强烈,地层抬升剥蚀与变形严重,多形成构造脱顶现象,缺失部分石炭系及之上层位,内部发育较多不同规模的逆冲断层,构造样式较复杂;而向斜形态相对完整,主要位于凹陷中部构造带,受构造运动改造较弱,地层平缓稳定,断层发育程度明显低于背斜构造区。涟源凹陷东、西部构造带主要发育一系列倾向相近的逆冲断层组成的叠瓦冲断构造样式,而中部则由多条倾向相反的逆断层构成背冲或对冲构造样式。

邵阳凹陷断裂与褶皱轴向主体为NNE-SN向。北部褶皱形态相对完整,背、向斜大致相间排列,相比涟源凹陷,向斜形态变窄,背斜则更为紧闭(图1),其内抬升剥蚀与构造变形同样强烈,常缺失泥盆系之上地层;南部褶皱形态不一、展布狭

窄、错位明显、延续性差,多呈零星分布,与断裂关系密切。整个凹陷内背斜区大型断裂相对发育,而向斜区小型断层更为发育,整体构造样式较为复杂。凹陷内东、西部构造带主要为一系列高角度逆冲断层组成断夹块构造样式,地层变形明显强于中部构造带;中部构造带则由不同倾向逆断层构成叠瓦、反冲、对冲或背冲构造样式组合。

区域上,北部涟源凹陷构造保存条件整体好于南部邵阳凹陷;无论涟源凹陷还是邵阳凹陷,中部带受构造挤压作用与整体变形程度均弱于东、西部带,其构造样式相对简单,内部向斜区更为宽缓,有利于页岩气的保存。

#### ②埋深

埋藏深度是龙潭组页岩气富集成藏的重要因素,埋深太浅会造成盖层过薄,并易与地表水相互沟通,导致页岩气更易向上逸散,使气藏难以保存。龙潭组在整个湘中坳陷分布相对局限,主要存在于次级凹陷内的向斜核中心区域,整体埋深较浅,多小于1500m。受上覆地层及龙潭组自身厚度影响,其埋深亦呈现出南北差异性,北部涟源凹陷三叠系覆盖的向斜中心区龙潭组埋深主要在800m以内,两侧翼部通常小于500m,背斜构造及凹陷周缘地区基本被剥蚀;南部邵阳凹陷向斜中心区埋深最大超过1000m,整体埋深大于北部区。因此,就埋深因素而言,仅次级凹陷内的向斜中心区适宜页岩气的保存,极大地限制了有利区的分布范围。区域上,南部邵阳凹陷的埋深条件整体优于北部涟源凹陷。

#### ③顶底板与盖层

区内龙潭组顶板为其上部大隆组硅质岩、硅质灰岩、灰岩地层,底板在北部涟源凹陷主要为下伏茅口组厚层灰岩,而在南部邵阳凹陷则为当冲组硅质页岩、硅质岩。上下地层整体较为致密、分布稳定、溶蚀孔洞相对不发育,对龙潭组封隔性强,为其提供了良好的顶底板条件,但龙潭组仅存在于向斜构造内,因此仅三叠系覆盖的向斜中心区域的顶板大隆组发育较为完整,周围翼部区因其部分或全部被剥蚀,顶板封隔作用减弱。此外,大冶组下部泥灰岩夹泥岩的岩性组合封盖性好,可作为龙潭组气藏的区域性盖层,但同样受限

于分布范围, 仅向斜中心区具备较好盖层条件。

纵向上, 龙潭组优质含气层主要位于中部, 其上的砂质泥岩、砂岩夹泥岩组合可对主气层起到直接封盖作用, 可有效抑制气体的向上扩散。受沉积环境与持续时间影响, 北部涟源凹陷上部地层沉积厚度过小, 封盖作用有限, 而南部邵阳凹陷上部地层厚度较大, 几十米至上百米不等, 成为直接有效的盖层, 使气藏具备了良好的自身封盖性。

笔者对区内不同钻井含气性与沉积环境及保存条件的关系进行了综合分析(表 3)。北部涟源凹陷部署的涟页 1 井(图 11a)和湘页 1 井(图 11b)分别位于车田江和桥头河宽缓向斜中心区, 受构造活动改造较弱, 大型断裂不发育, 为相对稳定

带, 但两口井揭示出的含气性均较差, 尤其涟页 1 井, 钻探过程中气显微弱, 含气量极低。对比分析认为, 井位所在区虽构造保存良好, 且具有完整的顶底板和一定厚度的盖层条件, 但因埋深过浅、上覆盖层厚度有限, 综合保存条件一般, 早期形成的气藏在后期发生垂向及侧向上的持续缓慢逸散, 致使含气量偏低; 同时, 两口井龙潭组沉积期均未处在潟湖相沉积中心区域, 受沉积环境与古地形影响, 龙潭组厚度及富有机泥页岩厚度均偏小(<30 m), 生烃物质条件不佳, 且缺少上部地层的自身封盖作用, 最终导致含气性较差。南部邵阳凹陷 2015H-D3 井(图 11c)和湘邵地 1 井(图 11d)分别位于邓家铺和短陂桥向斜中心区, 与

表 3 湘中坳陷龙潭组页岩含气性综合分析

Table 3 Comprehensive analysis of shale gas bearing properties in Longtan Formation of central Hunan depression

井号	位置	埋深(m)	顶底板与盖层	构造	页岩厚度(m)	控制因素分析	含气性
涟页1井	车田江向斜中心	400	顶底板与盖层良好 自身封盖性差	弱改造宽缓向斜 构造相对稳定带	28	构造保存条件良好, 综合保存条件一般, 页岩厚度小、 生烃物质基础差	含气性差: 气显微弱
湘页1井	桥头河向斜中心	700	顶底板与盖层良好 自身封盖性差	弱改造宽缓向斜 背冲构造低冲起稳定带	>15	构造保存条件良好, 综合保存条件一般, 页岩厚度小、生烃物质基础差	含气性差: 气测全烃最高3%; 平均含气量0.33 m <sup>3</sup> /t
邵地1井	短陂桥向斜中心	1200	顶底板与盖层良好 自身封盖性好	强改造向斜 滑脱断裂 下盘稳定带	>120	构造保存条件良好, 综合保存条件好, 页岩厚度大、生烃物质基础优	含气性好: 气测全烃最高28.2%; 平均含气量2.01 m <sup>3</sup> /t
2015H-D3井	邓家铺向斜中心	450	顶底板与盖层良好 自身封盖性好	强改造向斜 背冲构造冲起带	120	构造保存条件差, 综合保存条件一般, 页岩厚度大、生烃物质基础优	含气性好: 气测全烃最高40%; 平均含气量1.0 m <sup>3</sup> /t

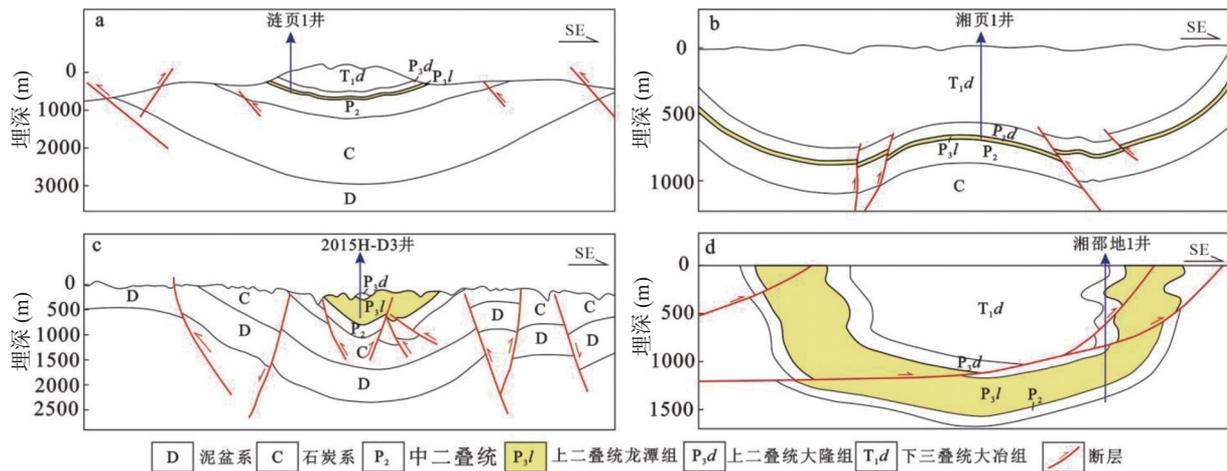


图 11 湘中坳陷龙潭组页岩气构造保存模式

Fig. 11 Preservation model of structures of Longtan Formation shale gas in the central Hunan depression

涟源凹陷宽缓向斜相比,此两口井所在的向斜构造相对紧闭,受构造活动改造更强烈,断层组合样式也更为复杂。其中,2015H-D3井位于由走向近SN、倾向相反的逆断层组成的背冲构造冲起带上,逆断层多延伸至地表,构造保存条件相对差;湘邵地1井位于规模较大的低角度逆冲断裂构成的滑脱构造带上,主滑脱断裂倾向NW,滑脱断裂之上为多条倾向相近的逆断层组成的逆冲推覆带,推覆带内地层变形复杂强烈,构造保存条件差,而滑脱断裂之下则为相对稳定带,次级断层发育较少,地层产状平缓,并在滑脱断裂的反向遮挡下具备强封闭性,为强改造带内的页岩气构造保存有利区。此两口井龙潭组沉积期均位于瀉湖相带中心区域,龙潭组整体厚度较大(>300 m),且有效泥页岩厚度超过120 m,具备优质的生烃物质基础与自身上部地层形成的强封盖性,保证了中部页岩的高含气性,这也是其虽位于强改造向斜区,但含气性仍优于涟源凹陷弱改造宽缓向斜区的主要原因,如2015H-D3井虽与涟页1井、湘页1井的龙潭组埋深相当,但含气量及含气段厚度明显更大。此外,湘邵地1井和2015H-D3井虽具有相近的生烃物质基础与自身封盖性,但滑脱断裂下盘稳定构造带及更适宜的埋深使前者具有更好的综合保存条件,因此其含气性整体优于后者。

总体而言,湘中坳陷龙潭组页岩气藏分布于次级凹陷内的向斜区,页岩气的富集成藏主要受沉积环境与保存条件控制,瀉湖相还原环境形成的大厚度富有机质页岩提供了优质的生烃物质基础与较强的自身封盖性,是龙潭组富集成藏的基础,适宜的综合保存条件决定高含气量,是富集成藏的重要保证,最终形成了龙潭组“沉积相控藏、保存条件定富”的残留向斜型页岩气成藏模式。

## 4 页岩气勘探潜力

### 4.1 有利区优选

基于页岩气成藏地质条件与沉积环境、保存条件等富集主控因素的综合分析,并结合整个湘中坳陷龙潭组的实际情况,以埋深>500 m、TOC>1.5%、1.0%<Ro<3.5%、富有机质泥页岩(TOC>1.0%)

厚度≥40 m、主含气页岩层(解析气含量≥1.0 m<sup>3</sup>/t)厚度大于25 m(有钻井含气量揭示区域)、综合保存条件达到一般以上作为有利区划分标准,共优选出邓家铺-滩头、三比田-箍脚底、短陂桥-牛马司、桥头河-洪山殿4个龙潭组页岩气有利片区(图12),均位于次级凹陷内的向斜中心区域,且主要分布在南部邵阳凹陷内。

### 4.2 资源潜力评价

根据湘中坳陷龙潭组页岩气地质勘探程度,本文主要采用体积法和类比法进行有利区页岩气资源量的计算(田巍等,2019),结合钻井岩心与野外露头样品测试资料,龙潭组页岩密度取值为2.57 g/cm<sup>3</sup>,含气量采用钻井实测值,没有钻井的地区选择地质条件相似的构造单元井类比代替。

#### (1) 邓家铺-滩头有利区

位于邵阳凹陷中部构造带邓家铺向斜和滩头向斜中心区一带,面积约为73.5 km<sup>2</sup>,有利页岩段主体沉积环境为瀉湖相,埋深为500~1500 m,富有机质泥页岩段厚度大于80 m,TOC均值大于2.0%,Ro介于1.5~3.0%之间。区内2015H-D3井主含气层段气测全烃值大于5%,测试含气量主体为0.96~2.35 m<sup>3</sup>/t,均值为1.0 m<sup>3</sup>/t。根据厚度与含气量二维随机变量法(蒙特卡洛法)计算结果,该有利区P5地质资源量为466.3×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,P25资源量为384.5×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,P50资源量为323.2×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,P75资源量为259.6×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,P95资源量为183.7×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。

#### (2) 三比田-箍脚底有利区

位于邵阳凹陷中部构造带三比田向斜和箍脚底向斜中心区域一带,面积约为130.8 km<sup>2</sup>,有利页岩段主体沉积环境为瀉湖相,埋深为500~1500 m,富有机质泥页岩段厚度大于60 m,TOC均值大于1.5%,Ro介于2.0~3.5%之间,区内缺少钻井及含气性资料,但页岩相关参数与邓家铺-滩头有利区相近,含气量数据参考2015H-D3井,并根据实际情况适度调整。根据蒙特卡洛法计算结果,该有利区P5资源量为549.7×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,P25资源量为493.6×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,P50资源量为420.5×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,P75资源量334.8×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,P95资源量为248.6×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。

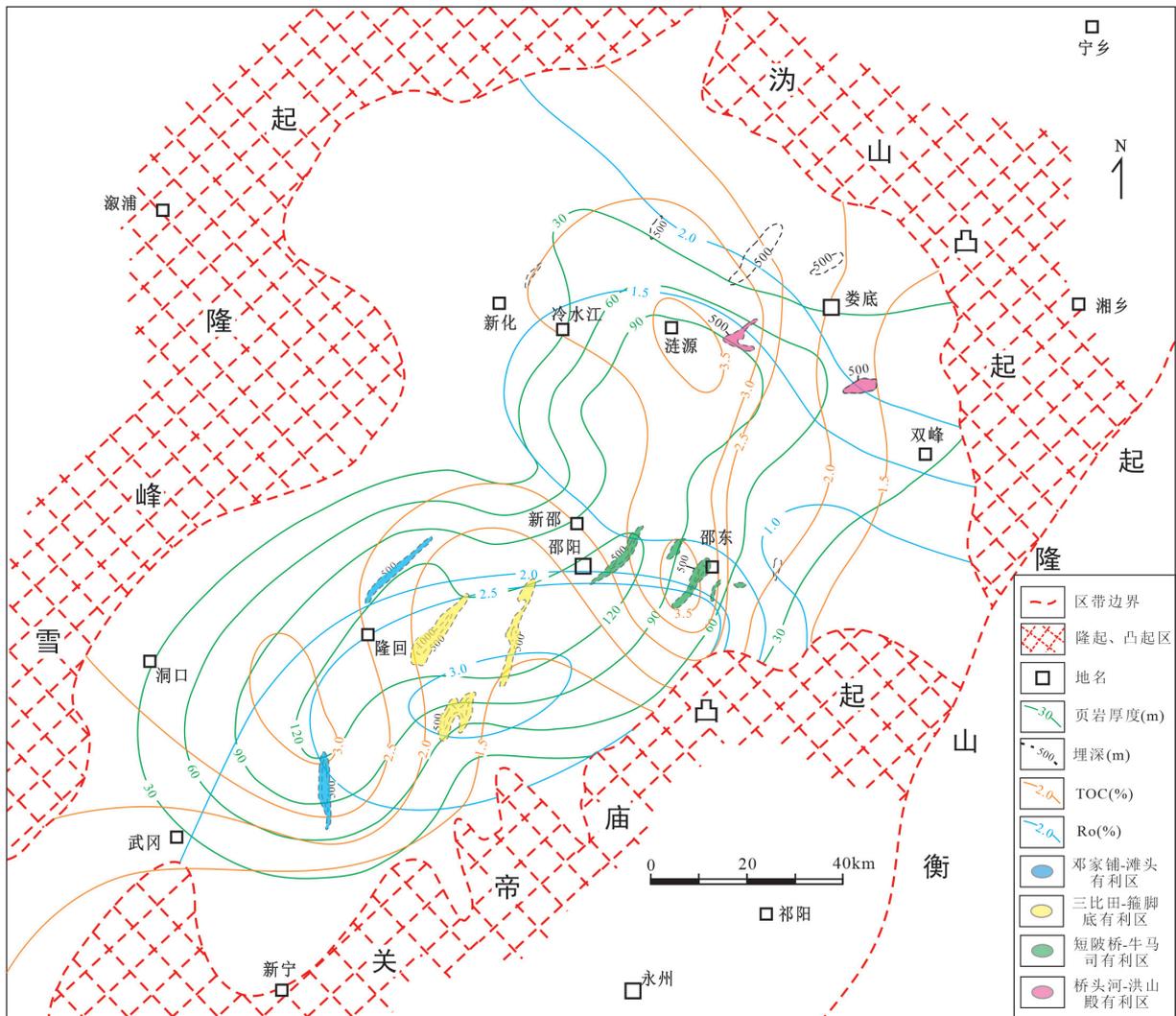


图 12 湘中坳陷二叠系龙潭组页岩气有利区分布情况

Fig. 12 Distribution of favorable areas for shale gas in Permian Longtan Formation of central Hunan depression

(3)短陂桥-牛马司有利区

位于邵阳凹陷中、东部构造带短陂桥向斜和牛马司向斜中心区域一带,面积约为 81.9 km<sup>2</sup>,有利页岩段主体沉积环境为瀉湖相,埋深为 500~1500 m,富有机质泥页岩段厚度大于 60 m, TOC 均值大于 2.0%, Ro 介于 1.5~3.0% 之间。区内湘邵地 1 井主含气层段气测全烃值大于 5%, 测试含气量主体为 0.90-4.55 m<sup>3</sup>/t, 均值为 2.01 m<sup>3</sup>/t。根据蒙特卡洛法计算结果,该有利区 P5 资源量为 786.5×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, P25 资源量为 668.8×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, P50 资源量为 560.8×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, P75 资源量 462.8×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, P95 资源量为 304.4×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。

(4)桥头河-洪山殿有利区

位于涟源凹陷中、东部构造带桥头河向斜和

洪山殿向斜中心区域一带,面积约为 41.6 km<sup>2</sup>,有利页岩段主体沉积环境为瀉湖相,埋深为 500~1000 m,富有机质泥页岩段厚度大于 40 m, TOC 均值大于 1.5%, Ro 介于 1.0~2.5% 之间。区内缺少钻井及含气性资料,含气量数据参考临近区的湘邵地 1 井和湘页 1 井,并根据实际情况进行适当调整。根据蒙特卡洛法计算结果,该有利区 P5 资源量为 199.8×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, P25 资源量为 169.8×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, P50 资源量为 142.4×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, P75 资源量 117.5×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, P95 资源量为 77.3×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。

在资源量计算中,采用统计分析、图件分析等方法对相关参数进行了概率分布特征研究与条件赋值,根据参数特征及可能的期望值、最大值和最小值全部遵循正态分布的规律, P50 地质资源量

是该区最为合适的资源量估算值。4个有利区P50总地质资源量合计为 $1446.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,表明湘中坳陷龙潭组页岩气藏虽分布分散,且较为局限,但仍具有一定的资源潜力。

## 5 结论

(1)海陆过渡相环境形成的龙潭组泥页岩在湘中坳陷呈现出南部厚北部薄、中部厚东西部薄的整体厚度变化特征,暗色泥页岩主要发育于潟湖环境为主的沉积相区,厚度为60~130 m,有机质类型以II型为主,少量III型,TOC大于1.5%, $R_o$ 为1.5%~3.0%,具备良好的生烃基础。页岩中石英等脆性矿物含量占比接近70%,具有高硅低钙特点;有机质孔、无机质孔、裂缝等储集空间均发育,孔隙度平均为3.3%,渗透率分布范围较宽,平均为0.0081 mD,表现为低孔低渗、高脆性的储层特征;孔隙组成中,中孔提供了主要的孔体积,宏孔提供次要的孔体积。

(2)区域上,湘中坳陷南部邵阳凹陷龙潭组含气性及页岩厚度明显大于北部涟源凹陷;纵向上,龙潭组含气性表现为中部高、上下部低的变化特征。

(3)潟湖相还原环境形成的大厚度富有机质页岩提供了优质的生烃物质基础与较强的自身封盖性,是龙潭组页岩气富集成藏的基础,适宜的综合保存条件控制高含气量,是富集成藏的重要保证,共同形成了龙潭组“沉积相控藏、保存条件定富”的残留向斜型页岩气成藏模式。潟湖沉积相区内的向斜构造中心为龙潭组页岩气有利富集部位,南部邵阳凹陷富集成藏条件整体优于北部涟源凹陷。

(4)湘中坳陷龙潭组页岩气有利区均分布于次级凹陷的向斜中心区,主体位于南部邵阳凹陷内,采用体积法及类比法测算出有利区页岩气地质资源量共计 $1446.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,表明湘中坳陷龙潭组页岩气藏虽分布分散,但仍具备一定的资源潜力。

### 参考文献:

包书景,林拓,聂海宽,任收麦.2016.海陆过渡相页岩气成藏

特征初探:以湘中坳陷二叠系为例[J].地学前缘,23(1):44-53.

曹涛涛,邓模,刘虎,黄俨然,Hursthouse A S.2019.湘中与湘东南岩关阶组和龙潭组页岩气潜力[J].煤田地质与勘探,47(4):94-103.

顾志翔,彭勇民,何幼斌,胡宗全,翟羽佳.2015.湘中坳陷二叠系海陆过渡相页岩气地质条件[J].中国地质,42(1):288-299.

何贵松,何希鹏,高玉巧,陈程,王德喜,张培先,周嶙娜.2022.重庆南川地区龙潭组页岩气地质特征与甜点优选[J].地质学报,96(6):2131-2142.

吉丛伟,邵龙义,彭正奇,黎光明,龚玉红,张超.2011.湖南省晚二叠世层序古地理及聚煤特征[J].中国矿业大学学报,40(1):103-110.

蒋恕,唐相路,Steve O,Thomas A.2017.页岩油气富集的主控因素及误辩:以美国、阿根廷和中国典型页岩为例[J].地球科学,42(7):1083-1091.

李国亮,王先辉,柏道远,罗鹏,姜文.2015.湘中及湘东南地区上二叠统龙潭组页岩气勘探前景[J].地质科技情报,34(3):133-138.

刘喜顺.2008.湘中坳陷上古生界碳酸盐岩烃源岩特征及生烃模式[J].海相油气地质,13(1):13-17.

吕嵘,张保民,苗凤彬,张国涛,周鹏,王强.2023.湘中涟源凹陷泥盆系余田桥组海相致密泥灰岩气藏特征[J].华南地质,39(4):630-642.

苗凤彬,谭慧,王强,白云山,彭中勤.2016.湘中涟源凹陷石炭系测水组页岩气保存条件[J].地质科技情报,35(6):90-97.

苗凤彬,张保民,张国涛,吕嵘,周鹏,王强,王镛,刘安.2023.湘中涟源凹陷泥盆系余田桥组页岩气差异性富集控制因素[J].天然气地球科学,34(9):1482-1499.

苗凤彬,张国涛,张保民,罗胜元,王强,田巍,陈林.2024.湘中涟源凹陷石炭系测水组页岩气富集主控因素与成藏模式[J].地质通报,43(10):1689-1704.

聂海宽,何治亮,刘光祥,张光荣,卢志远,李东晖,孙川翔.2020.中国页岩气勘探发现状与优选方向[J].中国矿业大学学报,49(1):13-35.

邵龙义,张超,闫志明,董大啸,高彩霞,李英娇,徐晓燕,梁万林,易同生,徐锡惠,黎光明,陈忠恕,程爱国.2016.华南晚二叠世层序—古地理及聚煤规律[J].古地理学报,18(6):905-919.

田巍,彭中勤,白云山,王保忠,王强,苗凤彬,刘飞宇.2019.湘中涟源凹陷石炭系测水组页岩气成藏特征及勘探潜

- 力 [J]. 地球科学, 44(3):939-952.
- 田 巍, 陈孝红, 李旭兵, 岳 勇, 李 海, 刘 安. 2021. 湘中涟源凹陷下石炭统天鹅坪组页岩气成藏条件及主控因素 [J]. 地质科技通报, 40(5):54-63.
- 汪凯明, 何希鹏, 许玉萍, 金 伟. 2021. 湘中坳陷涟源凹陷湘页 1 井大隆组页岩气地质特征 [J]. 中国石油勘探, 26(1): 86-98.
- 王 平, 陈孝红, 田 巍, 李培军, 刘 安. 2022. 湘中涟源地区下石炭统天鹅坪组-陡岭组沉积环境与有机质富集机理 [J]. 华南地质, 38(4):626-637.
- 吴晶晶, 张绍和, 曹 函, 孙平贺. 2018. 湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩气储层可压裂性评价 [J]. 中南大学学报 (自然科学版), 49(5):1160-1168.
- 吴忠锐, 何 生, 何希鹏, 翟刚毅, 夏响华, 杨 锐, 董 田, 彭女佳. 2019a. 湘中涟源凹陷上二叠统龙潭组和大隆组海陆过渡相泥页岩孔隙结构特征及对比 [J]. 地球科学, 44(11):3757-3772.
- 吴忠锐, 何 生, 何希鹏, 翟刚毅, 黄亚浩, 赵 文, 韩元佳, 杨锐. 2019b. 涟源凹陷上二叠统大隆组泥页岩裂缝方解石脉体流体包裹体特征及其启示 [J]. 地质科技情报, 38(4):70-81.
- 杨 滔, 曾联波, 聂海宽, 冯动军, 包汉勇, 王濡岳. 2019. 湘中坳陷海陆过渡相页岩吸附能力及控制因素 [J]. 岩性油气藏, 31(2):105-114.
- 张保民, 田 巍, 张国涛, 刘 安, 李旭兵, 周 鹏, 李培军, 苗凤彬, 李 海. 2023. 湘中邵阳凹陷湘邵地 1 井钻获二叠系非常规气 [J]. 中国地质, 50(5):1590-1591.
- 张国涛, 陈孝红, 张保民, 李 海, 陈 林. 2019. 湘中邵阳凹陷二叠系龙潭组页岩含气性特征与气体成因 [J]. 地球科学, 44(2):539-550.
- 周 雯. 2019. 湘中坳陷二叠系页岩储层储集能力影响因素及其定量评价 [D]. 中国石油大学 (北京) 硕士学位论文.
- Gong L, Su X C, Gao S, Fu X F, Jabbari H, Wang X X, Liu B, Yue W T, Wang Z S, Gao A. 2019. Characteristics and formation mechanism of natural fractures in the tight gas sandstones of Jiulongshan gas field, China [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 175(4): 1112-1121.
- Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E. 2007. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 91(4): 475-499.